

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «КХП «Тихорецкий» (ТП-2 Котельная)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «КХП «Тихорецкий» (ТП-2 Котельная) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс точки измерений (ИИК ТИ), включающий измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-3 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде средств измерений 51644-12 (Рег. № 51644-12), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;
- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает счетчики и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчиков, сервера АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени используется УСВ-3, к которому подключен ГЛОНАСС/GPS-приемник. УСВ-3 осуществляет прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 1$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	56f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-1 Мельница 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, яч. 2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 68014 Зав. № 70005 Рег. № 1276-59	НТМК-10 кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 934 Рег. № 355-49	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611110760 Рег. № 36355-07	Сервер АИИС КУЭ УСВ-3, Зав. № 0224 Рег. № 51644-12	Активная Реактивная
2	ТП-1 Мельница 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, яч. 12	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 67396 Зав. № 68224 Рег. № 1276-59	НТМК-10 кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 939 Рег. № 355-49	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611110986 Рег. № 36355-07		Активная Реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)}\%, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$d_5\%, I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$d_{20}\%, I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$d_{100}\%, I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1, 2 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5S	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}, I_2 \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$d_5 \%, I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$d_{20 \%}, I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$d_{100 \%}, I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1, 2 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик - 1,0	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1

Ход часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ ±5 с/сут.

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_2\%$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

3 В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

4 Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;

сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;

температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5 Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение переменного тока питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,

сила переменного тока от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ;

температура окружающей среды:

для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;

для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005; в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;

7 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

счетчики ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

для счетчика  $T_v \leq 2$  ч;

для сервера  $T_v \leq 1$  ч;

для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  ч;

для модема  $T_v \leq 1$  ч.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ, сервере, АРМ;  
организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;  
защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

фактов параметрирования счетчика;  
фактов пропадания напряжения;  
фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

счетчики ПСЧ-4ТМ.05М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113 сут; при отключении питания - не менее 10 лет;  
ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность средства измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМК-10	2 шт.
Счетчики электрической энергии много-функциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2 шт.
Преобразователь	Мохв NPort 5410	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Коммуникатор	С-1.02	1 шт.
Терминал GSM модем	IRZ MC52iT	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ (ПАО «КХП «Тихорецкий»)	HP ProLiant DL60 Gen9	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-4288-500-2017	1 шт.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.340.01 ПФ	1 шт.

### **Поверка**

осуществляется по документу РТ-МП-4288-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «КХП «Тихорецкий» (ТП-2 Котельная). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 10.04.2017 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;  
трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;  
счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

УСВ-3 - по методике поверки ВЛСТ 240.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2012 г.;

Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Пер. № 46656-11);

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в аттестованном документе.

Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «КХП «Тихорецкий» (ТП-2 Котельная).

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0006/2017-01.00324-2011 от 06.03.2017 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «КХП «Тихорецкий» (ТП-2 Котельная)**

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройПроект» (ООО «ЭССП») ИНН 3329033950

Адрес: 600000, г. Владимир, ул. Большая Московская, д 22А

Телефон: +7(4922) 47-09-39, +7(4922) 47-09-37

Факс: +7(4922) 47-09-37

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.